I prezzi negativi nel mercato elettrico tedesco. E in Italia?

20 giugno 2017 | *Alessandro Codegoni*

Di tutto si possono accusare i tedeschi, tranne che di non essere degli ottimi pianificatori.

Lo dimostrarono anche quando nel 2007, pur essendo ancora agli inizi del loro grande sviluppo delle rinnovabili, pensarono già a cosa sarebbe successo quando **grandi quantità di elettricità solare ed eolica non programmabile** fossero entrate nella produzione complessiva, e sarebbe stato allora necessario che altre centrali compensassero quegli alti e bassi, diminuendo o aumentando la loro offerta, per evitare di mandare in tilt la rete.

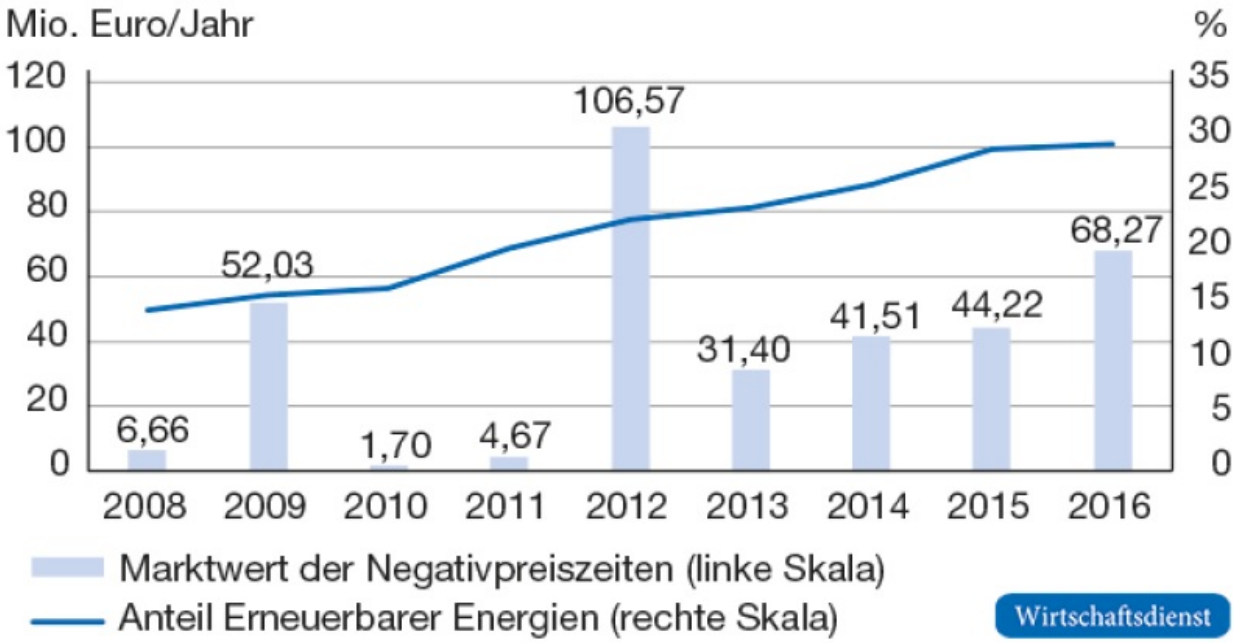
Il problema era reso complicato dal fatto che il sistema elettrico tedesco era allora, e in gran parte ancora lo è, basato su **centrali a lignite, carbone e nucleari**, non molto adatte a seguire veloci "rampe" di produzione in salita e discesa.

Come fare a forzarlo **verso una maggiore flessibilità?**

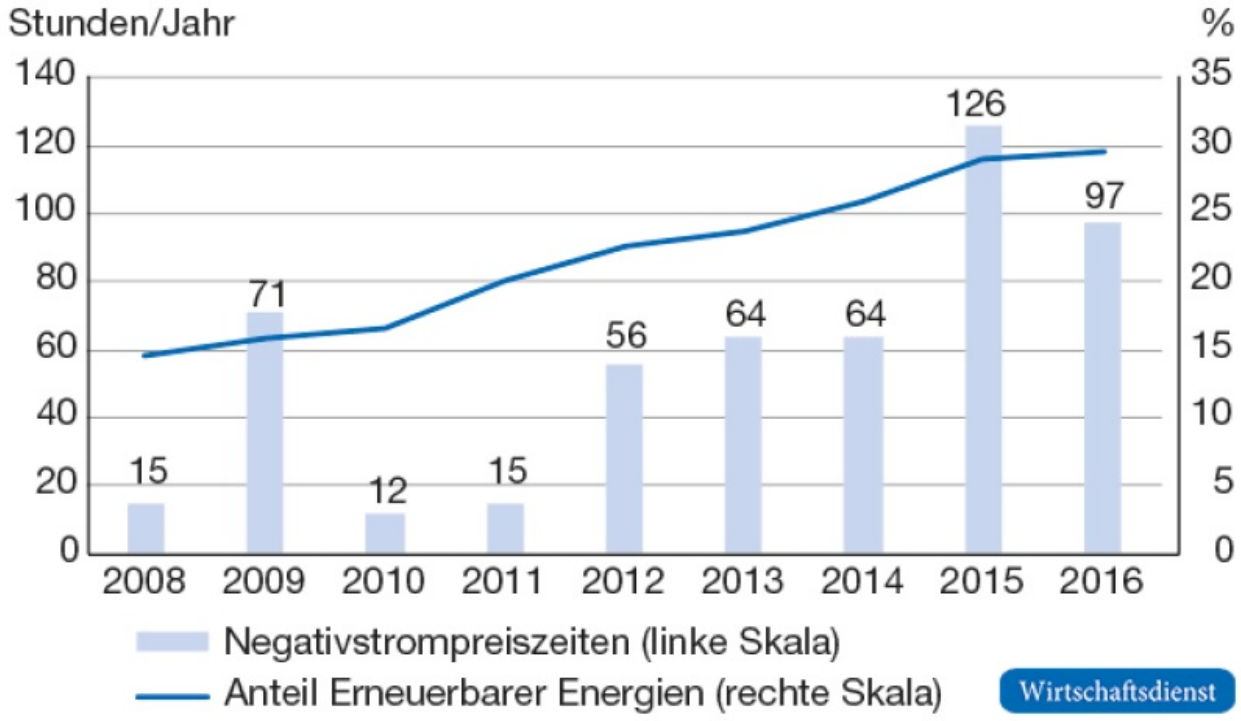
L'idea fu quella di permettere al **prezzo elettrico nazionale** tedesco di **"andare sotto zero",** nel "mercato del giorno prima" (MGP) , o anche in quello "dell'ultimo momento" o infragiornaliero: in questo modo se un produttore non riesce a calare la propria offerta nel momento in cui il mercato è inondato di elettricità da sole e vento, per poter immettere nei fili i suoi elettroni **deve pagare gli acquirenti in Borsa** purché la accettino, mentre i consumatori finali in bolletta beneficiano solo per la diminuzione del prezzo medio elettrico nazionale.

La cosa non è rimasta una eventualità teorica: dal 2007 è accaduto centinaia di volte in Germania che i prezzi elettrici finissero "sotto zero", con un crescendo fino al 2015; poi una lieve flessione nel 2016, ma con la media dei prezzi negativi maggiore che del 2015, e di nuovo più e più volte nei primi mesi del 2017 (vedi i tre grafici qui sotto)

Prezzi negativi medi (con linea di penetrazione delle rinnovabili)

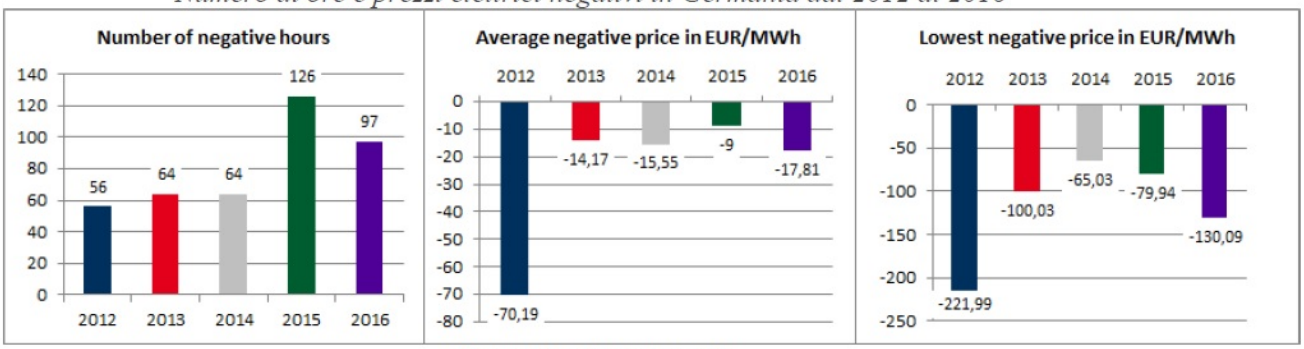


Giorni con prezzi negativi (colonne), percentuale di penetrazione delle rinnovabili in Germania (l'anomalia del 2009 è dovuta all'improvviso calo di domanda per la crisi).



Gli ultimi prezzi negativi si sono visti il 7 giugno scorso, mentre il 30 aprile 2017 hanno raggiunto il **record negativo annuale di -110 €/MWh** sul mercato infragiornaliero, lontano dal record assoluto del ventoso Natale del 2012, con -221 €/MWh.

Numero di ore e prezzi elettrici negativi in Germania dal 2012 al 2016



(fonte: Agora Energiewende)

Vendere a prezzi negativi è come se si volesse assolutamente fornire ghiaccio agli eschimesi, e arrivasse a pagare i clienti purché lo prendano.

Sembra una assurdità. Perché mai si dovrebbe pagare per vendere quello che gli è costato in termini di investimento, carburante, manodopera?

«Eppure nel mercato elettrico può succedere», ci spiega **Giacomo Ciapponi**, economista e analista del mercato dell'energia per la società milanese di consulenze energetiche milanese Ref-E che ha studiato il paradosso dei prezzi negativi.

«Un caso tipico è quello di un proprietario di una **centrale a carbone che richiede 5-6 ore** di progressivo riscaldamento per entrare in funzione. Se alle 12-13 di un giorno estivo, a causa della forte produzione solare, i prezzi diventano negativi, lui pagherà per mantenere accesa la centrale, sapendo che dalle 14 in poi ritornerà a guadagnare, mentre se spegnesse le caldaie alle 11 perderebbe molte ore di profitti. Oppure si può accettare di pagare prezzi negativi per non variare la produzione prevista e non incorrere nelle pesanti sanzioni dello sbilanciamento», ci dice Ciapponi.

La speranza era proprio che per **evitare queste spese assurde** i proprietari di centrali poco flessibili avrebbero **migliorato o sostituito i loro impianti e le loro fonti con altri** che permettessero di variare più velocemente la produzione e così evitare di incorrere nella tagliola della "negatività".

«In realtà non ha funzionato molto: **il sistema tedesco resta poco flessibile.** Infatti continua ad accumulare giornate di prezzi bassissimi, quindi non remunerativi, o addirittura negativi. Il punto è che le ore totali con prezzi negativi sono state **finora relativamente poche**: siamo partiti con 15 ore nel 2008, toccando le 126 nel 2015 e scendendo poi alle 97 del 2016. Molto poco, se si considera che un anno ha 8760 ore. Un segnale di prezzo, insomma, che è risultato debole e non ha spinto abbastanza nella direzione voluta».

Finora (al 16 giugno) nel 2017 i prezzi negativi si sono avuti in 11 giorni (contro le 25 volte di tutto il 2015), e visionando l'ottimo sito del Fraunhofer Institute, si può chiaramente vedere che appaiono **quando l'alta produzione di solare ed eolico si accoppia alla bassa domanda**, non aumentabile con le esportazioni, come ad esempio durante le giornate festive. La necessità dell'incrocio di queste condizioni spiega i grandi sbalzi da un anno all'altro.

Ma questo potrebbe accadere anche in Italia?

Ciappini ci spiega che al momento **no di certo**, «perché, essendo il nostro sistema elettrico fondato su **idroelettrico e gas, fonti velocemente regolabili,** l'esigenza di aumentare la flessibilità del sistema non si è mai particolarmente avvertita. Quindi, a differenza di altri paesi, come Belgio o

Francia, non abbiamo imitato i tedeschi e da noi i prezzi elettrici non possono scendere per legge sotto lo zero».

«Da noi è persino successo, ma solo una volta nel giugno 2013, che il PUN si sia azzerato: il nostro mercato elettrico è diviso in zone, ognuna delle quali forma un proprio prezzo, la cui media costituisce quello nazionale. Basta quindi che anche una sola di queste zone resti sopra zero, e il PUN non si azzera», continua Ciapponi.

Nonostante questa scarsa utilità, prima o poi **lo strumento "prezzi negativi" arriverà anche da noi**.

«Sì, perché l'Europa ha deciso di uniformare il più possibile i mercati elettrici del continente, e una delle misure per farlo sarà quella di **estendere i prezzi negativi ovunque**: so che in Italia la misura è prevista, ma non saprei dire quando verrà introdotta. Ma, ripeto, anche quando lo sarà, probabilmente **non avrà grandi effetti**, in quanto con l'apporto da idroelettrico e gas naturale verrà ridotto molto più facilmente nei momenti di eccesso di offerta, rispetto a quello da lignite e nucleare».

Un tema forse più interessante invece è capire **il rapporto fra rinnovabili e prezzi negativi.**

«Al momento le rinnovabili non sono particolarmente danneggiate dai prezzi negativi perché la parte di guadagno che arriva dalla vendita dell'elettricità è minore rispetto a quella data dagli **incentivi**. E questi ultimi possono quasi sempre **compensare anche i prezzi negativi**. Quindi i produttori da sole e vento continuano normalmente a produrre al massimo anche in quel caso. Ci sono però pressioni affinché si preveda la sospensione degli incentivi in caso di prezzi negativi, così che anche solare ed eolico, che possono spegnere e riaccendere molto velocemente gli impianti, evitino di aggravare la situazione di sovrapproduzione».

Questo verrebbe però letto come **un favore fatto ai produttori di elettricità da fossili** e un azzoppamento dell'azione delle rinnovabili di limitazione delle emissioni, quindi, politicamente, sarà molto difficile da far passare.

«Bisogna però considerare che la **ratio dei prezzi negativi** è proprio quella di spingere tutti a "*responsabilizzarsi*" e prendere misure per **evitare squilibri nella rete**. Non ha funzionato molto perché in fondo è raro che i prezzi diventino tali, ma visto che la penetrazione delle rinnovabili non programmabili è prevista in forte crescita nei prossimi anni, probabilmente **questa situazione sarà sempre più comune**, e i produttori dovranno cominciare a ragionare su come compensare questo fattore: se fossero coinvolti anche quelli da sole e vento, tanto meglio».

In altre parole, i prezzi negativi potrebbero essere nel prossimo futuro uno dei fattori di **spinta verso l'adozione di tecnologie di accumulo** in cui stoccare gli eccessi, invece di immetterli in rete pagando, e di **gestione flessibile della domanda**, attraverso tecnologie di smart grid che aumentino i consumi nel momento in cui le non programmabili vanno al massimo.

Se a questo processo di rinnovamento della rete parteciperanno anche eolico e solare, attraverso una qualche loro "penalizzazione" legata ai prezzi negativi, minore di quella subita dai fossili, ma abbastanza da spingerli a migliorare la loro programmabilità, la trasformazione del sistema sicuramente procederà più spedita.

© QualEnergia.it | È vietata la riproduzione dell'articolo senza autorizzazione della redazione di QualEnergia.it